NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Ensayos de Mantenimiento en Transformadores de Potencia y Distribución

1. Introducción

Teniendo en cuenta el tema descripto en el título del presente escrito, vamos a ofrecer, en sucesivas publicaciones, un conjunto de artículos que describan los diferentes ensayos que pueden implementarse en el área de Mantenimiento de transformadores de potencia y distribución.

El objetivo principal de los mismos será el de atender, en todo momento, al concepto fundamental de la Gestión de Activos, en relación al balance que deberá presentarse entre los Costos, los Riesgos y el Desempeño de los transformadores, a lo largo de todo el ciclo de vida de los mismos.

Resulta evidente, de lo previamente mencionado, que una política de Gestión de Activos que se oriente a la reducción de los costos, como consecuencia, por ejemplo, de reducir el presupuesto en la implementación de ensayos de mantenimiento, en el corto plazo traerá beneficios económicos. Pero en el mediano plazo, llevará a un incremento de los Riesgos asociados y a una eventual salida de servicio del transformador, con los costos consecuentes (operativos y no operativos) derivados de esta política.

Además, otro factor que influye de forma negativa en la gestión del transformador, es la política adoptada en la operación del mismo.

Lo anterior se relaciona con la decisión de operar la máquina a valores que exceden los especificados en el diseño, ante necesidades de abastecer cargas por encima de las nominales, o bien ante solicitaciones (por ejemplo térmica) que favorecen el proceso de envejecimiento de la aislación.

En tal sentido, el estado de operación óptimo de un transformador requiere de la implementación de un Programa de Mantenimiento periódico, ya que el enfoque moderno, sustentado en la Gestión de Activos, apunta al aseguramiento de la confiabilidad operacional del mismo y a la optimización de los costos (en las tácticas de mantenimiento modernas se agregan, además, criterios de seguridad y medio ambientales).

Se deberá tener muy en cuenta que, algunas fallas relacionadas con la operación de un transformador, pueden tener como consecuencia la salida de servicio del mismo (con sus costos asociados de daño emergente y lucro cesante) y los costos por reparación.

Un factor decisivo que justifica la adopción de un Programa de Mantenimiento adecuado, es el hecho de que los costos de los controles y ensayos, requeridos en el mantenimiento moderno de transformadores, son muy pequeños, en comparación con los costos de la máquina y aquellos derivados por la salida de servicio ante una eventual falla o intervención.

A continuación destacaremos la importancia que adquieren los ensayos de Mantenimiento de los transformadores, tanto en lo que refiere a la Política de Gestión de Activos, como así también en la gestión de los mismos a lo largo del ciclo de vida.

2. Importancia de los Ensayos de Mantenimiento

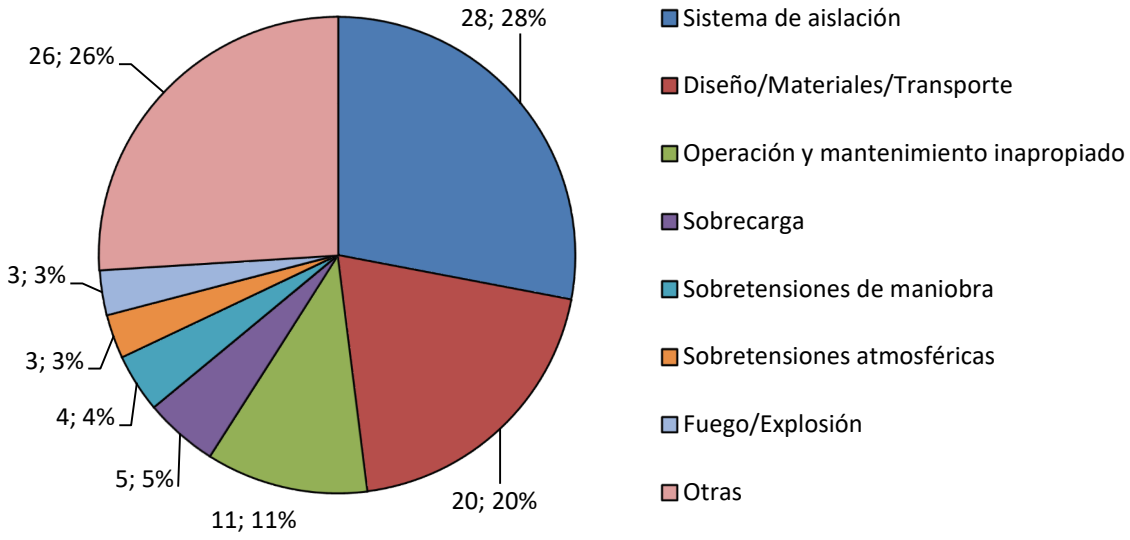
Sabemos que el sistema de aislación de los transformadores en aceite (constituido por papel-aceite), se degrada a través del tiempo, como

consecuencia de las solicitaciones a las que se encuentra sometido, durante los distintos ciclos operativos.

Tanto el envejecimiento como el deterioro progresivo de la aislación, se desarrollarán bajo condiciones normales de operación del transformador, en donde la velocidad de degradación dependerá del tipo de solicitaciones operativas, así como de la magnitud y efectos combinados de las mismas.

Además, solicitaciones excesivas, o anormales, tenderán a desarrollar un envejecimiento prematuro, en relación al proceso natural, con la consecuencia inmediata de reducir la vida útil del sistema de aislación.

En este sentido, será importante tener en cuenta que, aproximadamente, el 28 % de las fallas en servicio de los transformadores, está relacionada con problemas derivados del sistema de aislación papel-aceite, tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico.



De este gráfico observamos que, si consideramos a las fallas con causas en sobrecargas y sobretensiones, las cuales también derivan en fallas en el sistema de aislación, encontramos que el porcentual asociado adquiere el valor aproximado de 42 %.

Como conclusión importante, podemos establecer que un Plan de Mantenimiento efectivo, deberá centrarse principalmente en evaluar el estado del sistema de aislación del transformador, de forma tal de detectar anomalías tempranas y fundamentar las bases para la aplicación de acciones correctivas apropiadas, antes de que se produzcan daños innecesarios.

A tales fines, se han diseñado un conjunto de ensayos y monitoreos, que conforman las denominadas Técnicas de Diagnóstico.

Estas técnicas, las cuales serán utilizadas a lo largo de la vida operativa del transformador, serán las herramientas básicas para identificar eventuales mecanismos de fallas potenciales, que puedan devenir, en el tiempo, en fallas activas.

Los objetivos fundamentales de las Técnicas de Diagnóstico, serán los de evaluar la severidad de un problema en el transformador, localizarlo y eventualmente determinar si éste puede retornar al servicio, con o sin restricciones operativas.

Retomando lo ya comentado, en relación a las solicitaciones, sabemos que éstas afectan y degradan principalmente al sistema de aislación de los transformadores.

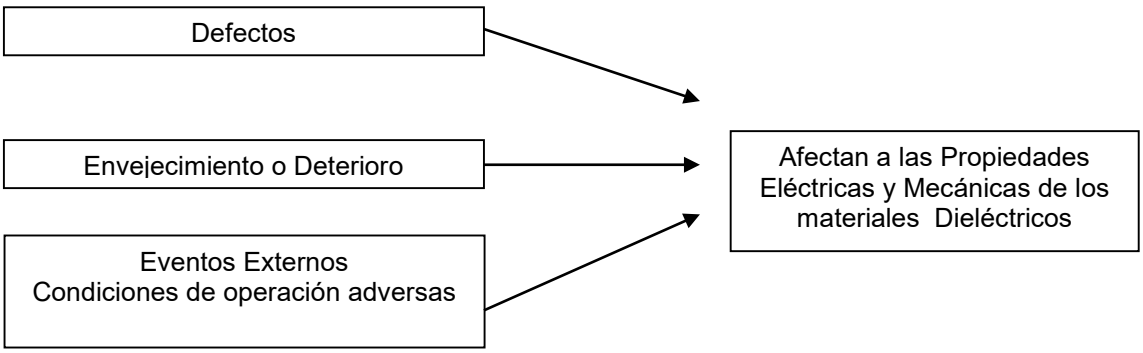
Podemos establecer que la consecuencia inmediata de las solicitaciones, será la de reducir significativamente la rigidez dieléctrica de los materiales aislantes del transformador, tanto el sólido (papel) como el líquido (aceite). Tener en cuenta que también se reducirá la resistencia mecánica, entre otras propiedades físicas.

Por lo tanto, será muy importante considerar que todos los defectos en la aislación, junto al proceso de envejecimiento, se manifestarán como anomalías o cambios en las propiedades físicas de los materiales dieléctricos.

Además de los procesos ya citados, se deberán incorporar en el análisis los eventos externos y las condiciones de operación adversas, ya que ambas ayudan a desarrollar los mecanismos de fallas.

Como ejemplos de los eventos externos podemos mencionar las descargas atmosféricas y las perturbaciones en el sistema de potencia; en el caso de las operaciones adversas se incluyen, entre otras, los errores de operación sobre el transformador, así como el diseño y/o implementación deficiente de la Gestión del Mantenimiento.

Podemos concluir entonces, en relación al sistema de aislación del transformador, lo siguiente:



Un concepto muy importante a tener presente, es el de la Vida Útil del sistema de aislación, el cual también determina, al mismo tiempo, la vida útil del transformador, definiéndose como el período de tiempo durante el cual este sistema puede ser utilizado en forma económica y confiable.

Una estimación de esta vida, se establece en 30 a 40 años si el transformador fue operado y mantenido apropiadamente.

3. Clasificación de los Ensayos de Mantenimiento

Como ya comentamos en el ítem previo, la táctica del Mantenimiento se debe orientar hacia la implementación efectiva de un Programa de Controles, basado en Ensayos y/o Monitoreos.

El objetivo principal será el de establecer el grado de envejecimiento y deterioro del sistema de aislación, así como el de esclarecer las causas de estos fenómenos e identificar las acciones más apropiadas y óptimas para corregir estos problemas, antes de que se produzca el estado de falla.

A estos fines, se han establecido un conjunto de técnicas de diagnóstico, basadas en ensayos (básicos y avanzados) que permiten determinar el estado de la condición del transformador.

Tenemos dos categorías bien definidas de ensayos, a saber:

a) Básicos

- Relación de transformación.
- Resistencia de los arrollamientos.
- Resistencia de aislación.
- Índice de Polarización e Índice de Absorción.
- Resistencia de Puesta a Tierra.
- Tangente Delta y Capacidad.
- Corriente de Magnetización.
- Físico-químicos básicos del aceite.
- Cromatografía de gases disueltos.
- Ensayos eléctricos y dieléctricos sobre el equipo de maniobra.

b) Avanzados

- Reactancia de Dispersión.

- Tierra del núcleo magnético.
- Análisis de Respuesta en Frecuencia.
- Espectroscopía Dieléctrica.
- Detección eléctrica de Descargas Parciales.
- Detección Acústica de Descargas Parciales.
- Detección UHF de Descargas Parciales.
- Físico-químicos avanzados del aceite.

En el presente trabajo, nos abocaremos a desarrollar los aspectos principales de los ensayos básicos, centrándonos solamente en aquellos que sean de base eléctrica o dieléctrica, tanto en corriente continua como en corriente alterna.

La siguiente tabla muestra, para cada componente principal del transformador, los mecanismos de falla más importantes, así como las técnicas de diagnóstico más apropiadas para detectar estos problemas.

Componente	Mecanismo de falla	Técnica de diagnóstico
Aislación de los bobinados	Solicitación térmica Calentamiento localizado Contaminación Ataque ácido	CGD Análisis furanos RA + IP + IA TD y CP Verificación del sistema de refrigeración
Conexiones internas	Desajustes Degradación de la aislación Deficiente sujeción de soportes	CGD Análisis de DP (detección acústica) RARR + RT
Núcleo magnético	Falta de PAT Múltiples PAT	CGD RA del núcleo Análisis de DP (detección acústica)

Núcleo magnético y Bobinados	Deficiente sujeción Desajustes de la sujeción Daños en la aislación Daños en la aislación de los bobinados Estructura de los bobinados	CGD Análisis acústico/vibraciones FRA
Bushings en aceite	Aislación Fisuras y/o roturas Contaminación superficial Pérdidas de aceite Contaminación interna	CGD Inspección visual Análisis aceite Verificación del nivel Termografía TD y CP
Bushings de aislación sólida	Aislación Fisuras y/o roturas Contaminación superficial	Inspección visual TD y CP
Conmutador	Daños en los contactos Altas solicitaciones Contaminación	CGD RARR + RT Verificación de operación
Cuba	Fallas en soldaduras Fallas en juntas Corrosión	Inspección visual

Mecanismos de falla y técnicas de diagnóstico en componentes principales de transformadores en aceite

Referencias:

CGD = Cromatografía de gases disueltos.
RA = Resistencia de aislación.
IP = Índice de polarización.
IA = Índice de absorción.
TD y CP = Tangente delta y Capacidad.
DP = Descargas parciales.
RARR = Resistencia de los arrollamientos.
RT = Relación de transformación.
FRA = Análisis de respuesta en frecuencia.
PAT = Puesta a Tierra.

Las denominadas técnicas básicas de diagnóstico, son aplicables en actividades rutinarias del Monitoreo de la Condición (por ej. en forma anual), mientras que la aplicación de las técnicas avanzadas son utilizadas para obtener mayor información del estado del transformador, ante condiciones que demanden conocer una mayor precisión del mismo.

También será oportuno destacar que algunas de las técnicas básicas de diagnóstico, indicadas en la tabla, no serán de aplicación directa sobre los transformadores de distribución.

Por ejemplo, los ensayos de Tangente Delta/Capacidad y de Corriente de Magnetización, por lo general son técnicas avanzadas, para el caso de los transformadores de distribución (no así para transformadores de potencia).

Si bien el período normal de aplicación de las técnicas básicas del Monitoreo de la Condición, es anual, dependiendo del estado de la condición del transformador, podrá variarse el mismo, adaptando, a menor frecuencia, la aplicación de todas o algunas técnicas de diagnóstico (básicas y/o avanzadas).

Para finalizar, diremos que para realizar un diagnóstico correcto del estado del sistema de aislación del transformador, además de disponer de los valores obtenidos de los ensayos previamente indicados, se deberá contar con la siguiente información:

- Resultados obtenidos de una minuciosa Inspección Visual.
- Historia clínica del transformador.
- Comparación de valores y tendencias en el tiempo de los parámetros.
- Comparación de parámetros con otros transformadores similares (Estudio de Casos).
- Recomendaciones y Especificaciones del fabricante.

En el próximo artículo, comenzaremos a desarrollar los fundamentos y metodologías de los ensayos básicos de Mantenimiento, empezando por los Dieléctricos de Corriente Continua.

Nova Mirón S.A.